



Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation

Vernetzungstagung BMU, 13./14. Oktober 2010
Kristina Nienhaus



Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.
in der Helmholtz-Gemeinschaft

Projektkonsortium

DLR

ZIRN, Universität Stuttgart

Thomas Kast Simulation Solutions

IZES

Förderung: BMU



Thomas Kast
Simulation · Solutions



Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.
in der Helmholtz-Gemeinschaft

Hintergrund

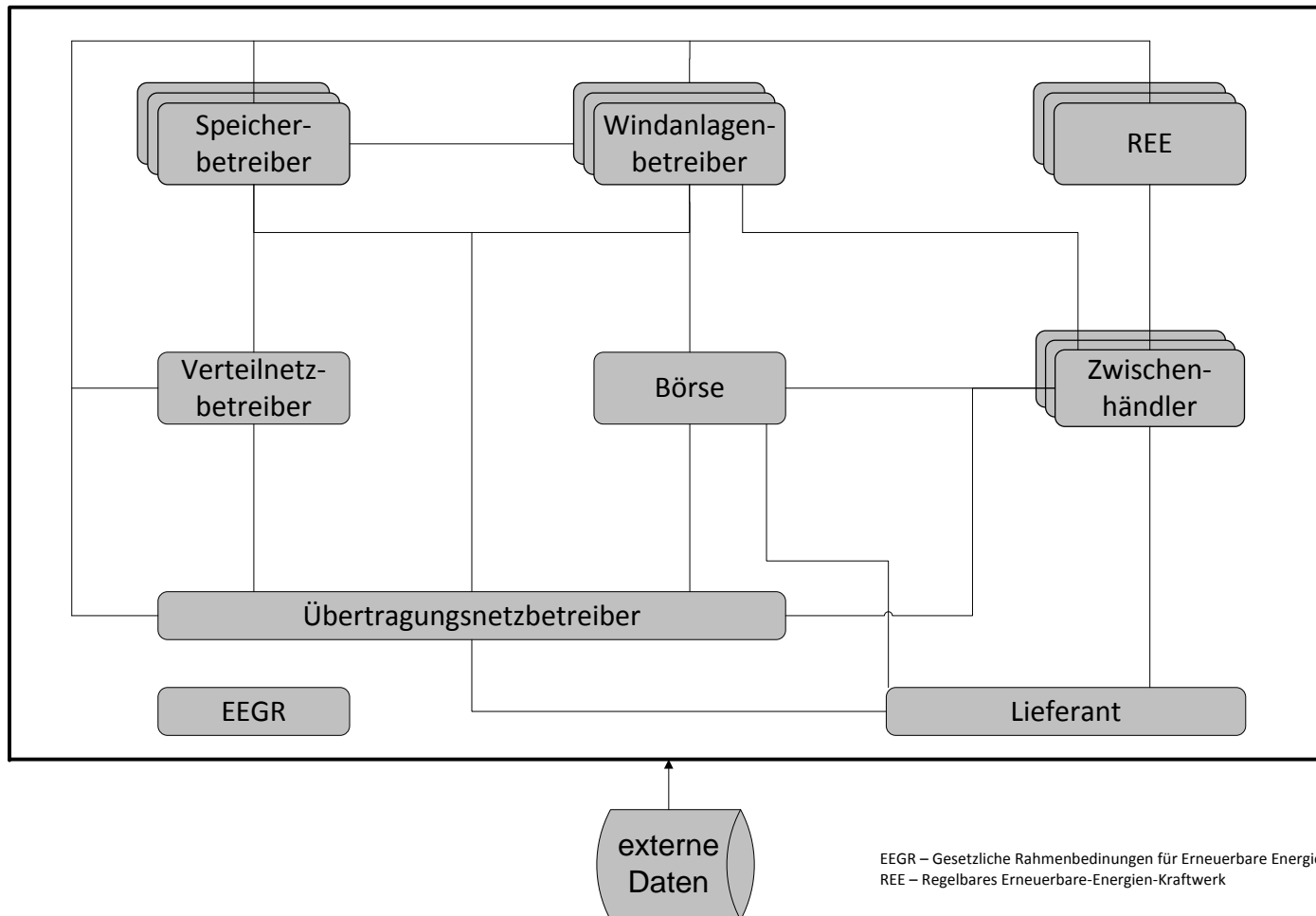
- Stetiger Zuwachs an elektrischer Arbeit von fluktuierenden Energieträgern
- Neuorganisation technischer, organisatorischer und finanzieller Aspekte des Stromsystems für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien nötig
- Hier: Analyse von Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung von Windenergie
- ⇒ Analyse eines solchen Transformationsprozesses, an dem eine Vielzahl von Akteuren beteiligt ist, mit Hilfe agentenbasierter Simulation

Agentenbasierte Simulation

- Systemverhalten resultiert aus dem Verhalten der einzelnen Agenten
 - Bottom-up-Vorgehensweise, autonome Akteure bewegen sich in einer veränderlichen Umwelt
- Charakteristische Eigenschaften eines Agenten
 - „Weltbild“ als interne Repräsentation der äußeren Welt,
 - autonomes Verhalten mit individuellen Zielvorstellungen und Strategien,
 - keine vollkommene Rationalität, Anpassung der Strategien durch Lernen,
 - heterogene Agenten können kommunizieren und kooperieren.

Struktur des Simulationsmodells AMIRIS

Agentenbasiertes Modell zur Integration Regenerativer in den Strommarkt

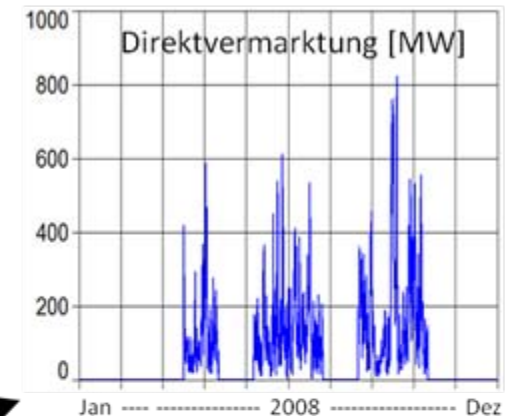
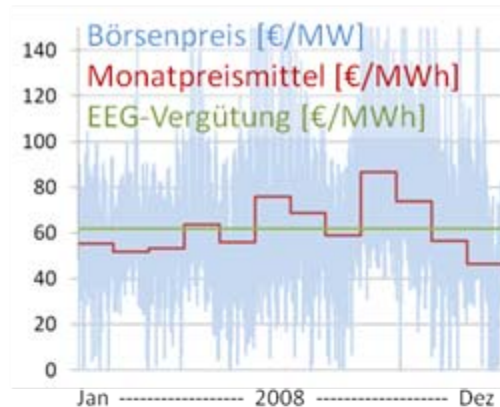
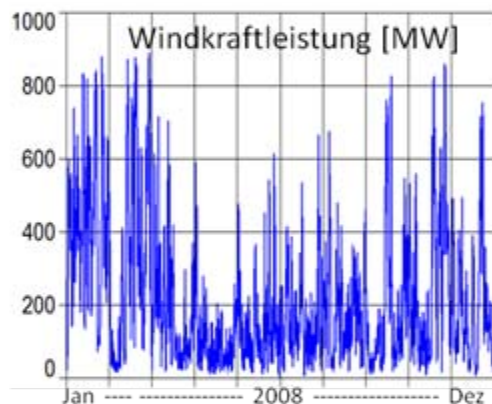


Externe Daten

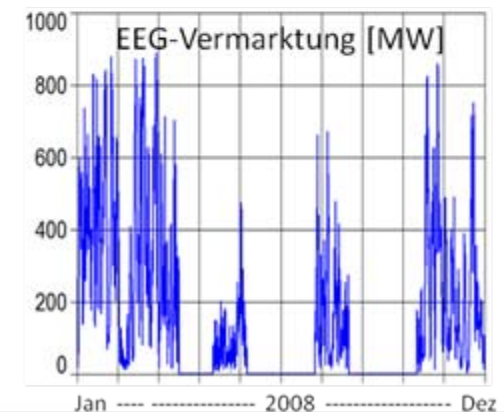
- **Windstromeinspeisung:** Stundenwerte, BDEW 2006-2008, extrapoliert bis 2014 (Zubauzahlen: BMU Leitszenario 2010)
- **Strompreise:** Stundenwerte, EEX Spotmarkt 2006-2008, extrapoliert unter Berücksichtigung des Merit-Order-Effektes
 - Preispfad A: BMU Leitszenario Preispfad „deutlich“
 - Preispfad B: EE-Branchenprognose Stromversorgung 2020
- **Vergütungsklassen:** EEG 2000, EEG 2004, EEG 2009, Zubauzahlen sowie Annahmen zum Verbleib in der erhöhten Anfangsvergütung aus Leitszenario 2010
(4 Vergütungsklassen, inkl. Offshore-Wind)

Vermarktungsentscheidung der Windanlagenbetreiber unter Perfect Foresight

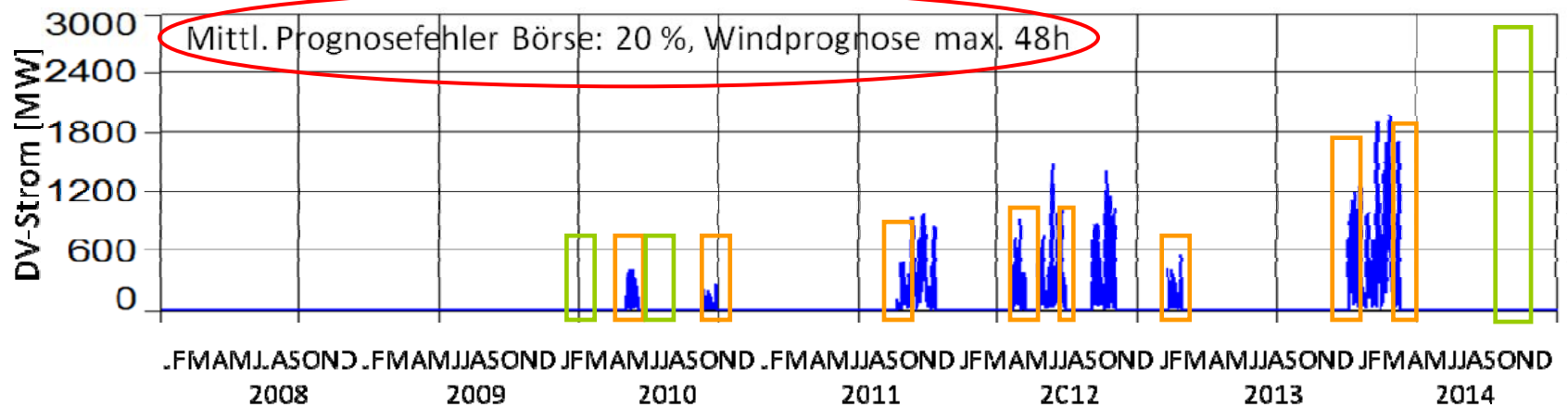
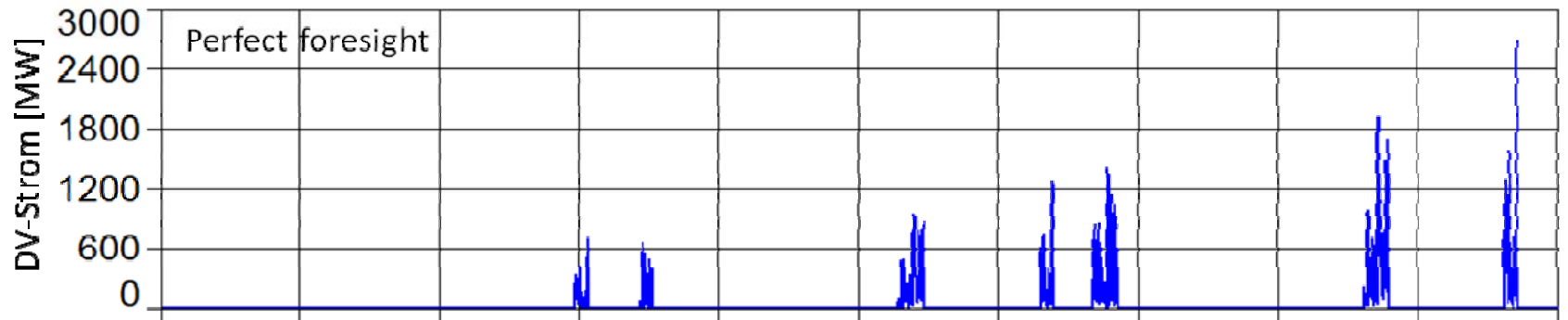
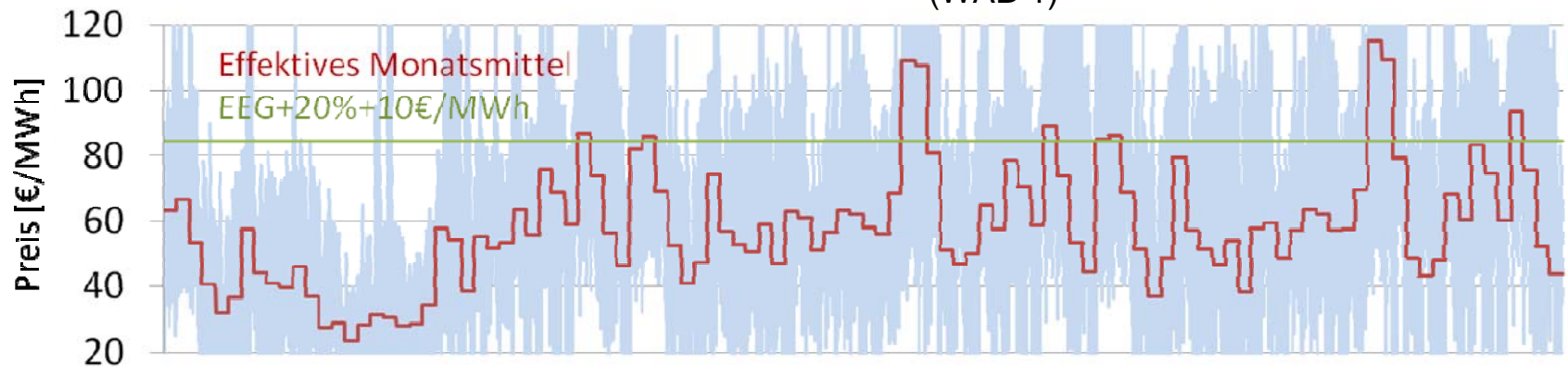
Vermarktungsentscheidung der Windanlagenbetreiber (WAB 1) über Verbleib in EEG-Vergütung bzw. Wechsel in die Direktvermarktung (monatliche Bindefrist, **perfect foresight**)



Vermarktungs-
entscheidung



Vermarktungsentscheidung des Windanlagenbetreibers unter Unsicherheit (WAB 1)



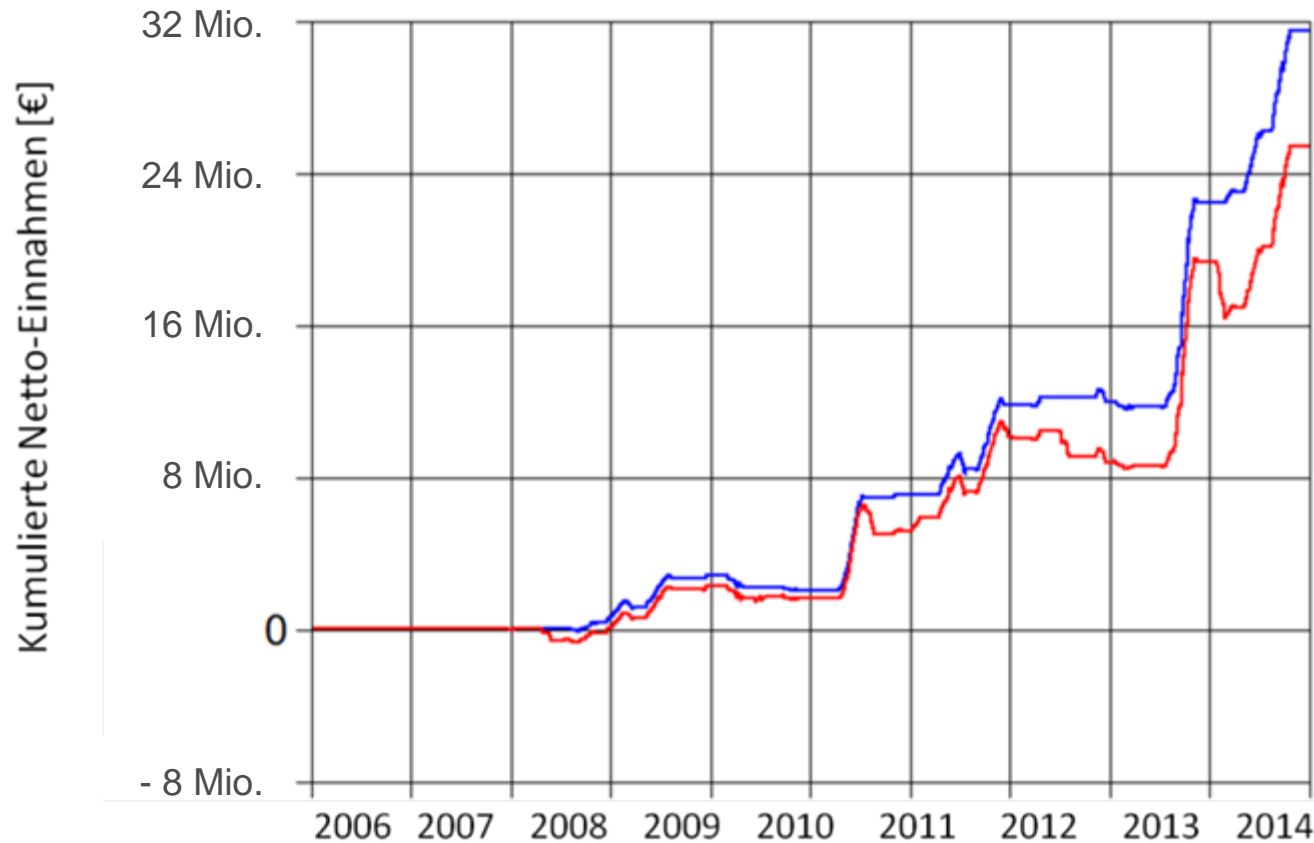
Lernen

(= Korrektur des Schwellenwerts zur Direktvermarktung)

Rot: ohne Lernen

Blau: mit Lernen

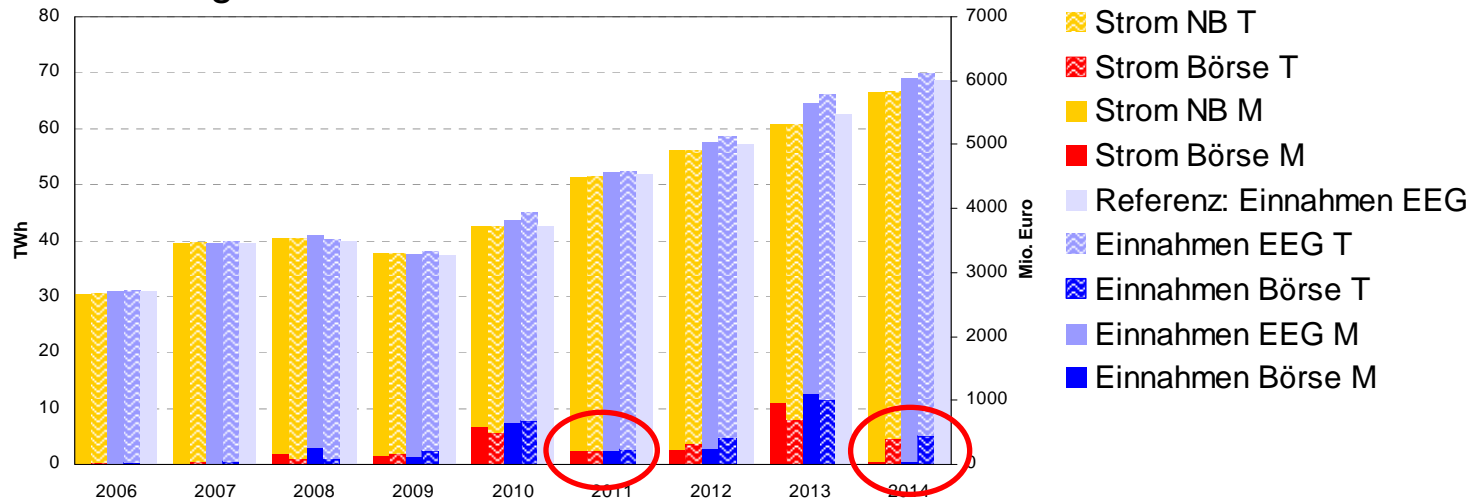
(50 % von WAB 1)



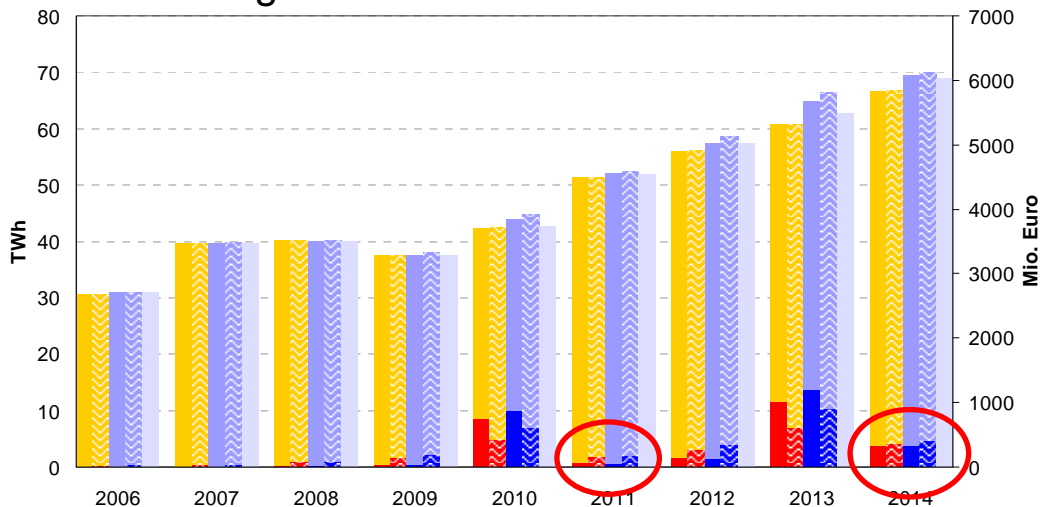
Direktvermarktung vs. Verbleib in der EEG-Vergütung, Erlössituation:

50,8 38 65,8 65,5 73,8 67,3 67,7 76,2 70,7 (durchschn. Börsenpreis)

Mit Prognosefehler und Lernen:



Ohne Prognosefehler und ohne Lernen:



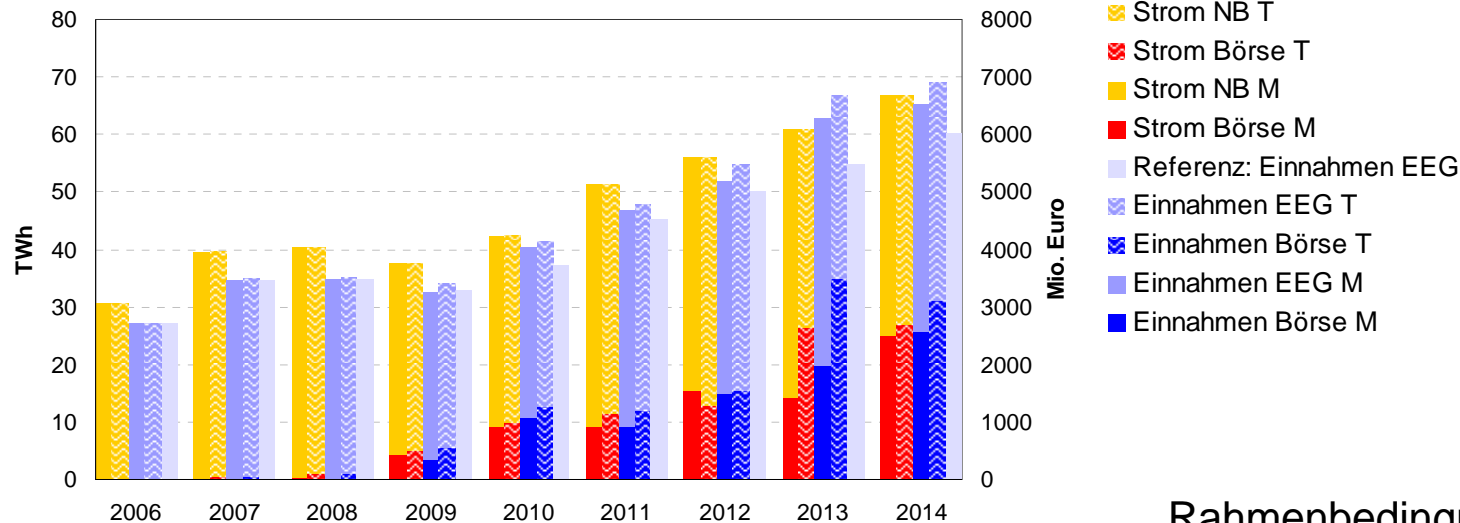
Rahmenbedingungen:

- **Preisfad A**
- Summen über alle Anlagenbetreiber
- Monatlicher vs. täglicher (schraffierte Flächen) Ausstieg
- Prognosezeitraum Wind = 48 h

Direktvermarktung vs. Verbleib in der EEG-Vergütung, Erlössituation:

50,8 38 65,8 75,9 88,9 86,8 93,0 108,8 105,2 (durchschn. Börsenpreis)

Mit Prognosefehler und Lernen:

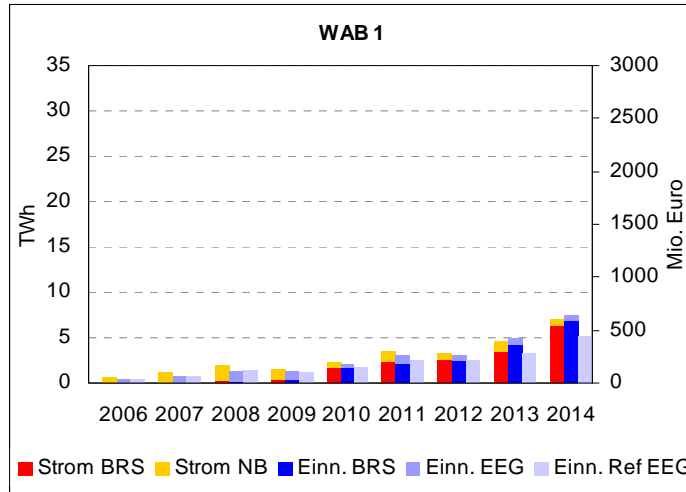


NB = Netzbetreiber, d.H. Vermarktung über EEG-Vergütung
T = Ausstiegsfrist: Tag
M = Ausstiegsfrist: Monat

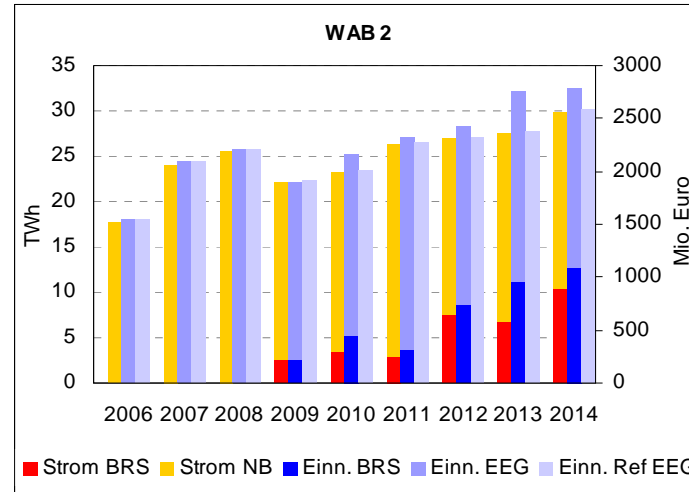
Rahmenbedingungen:

- **Preisfad B**
- Summen über alle Anlagenbetreiber
- Monatlicher vs. täglicher (schraffierte Flächen) Ausstieg
- Prognosezeitraum Wind = 48 h

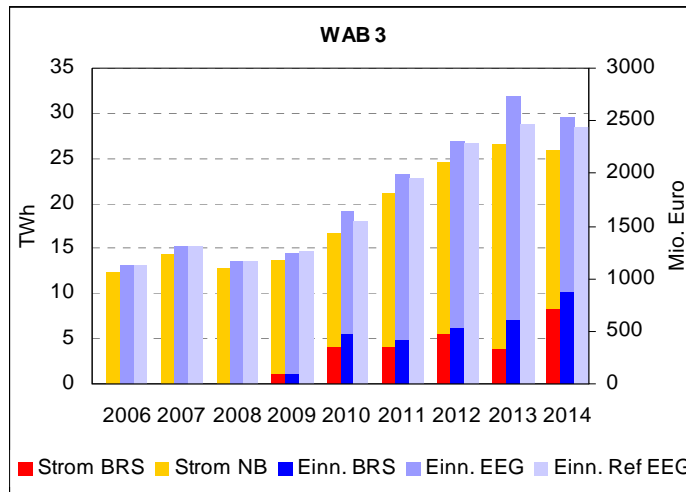
Direktvermarktung vs. Verbleib in der EEG-Vergütung: Aufteilung nach Vergütungsklassen (Strommengen, Erlöse), Preispfad B



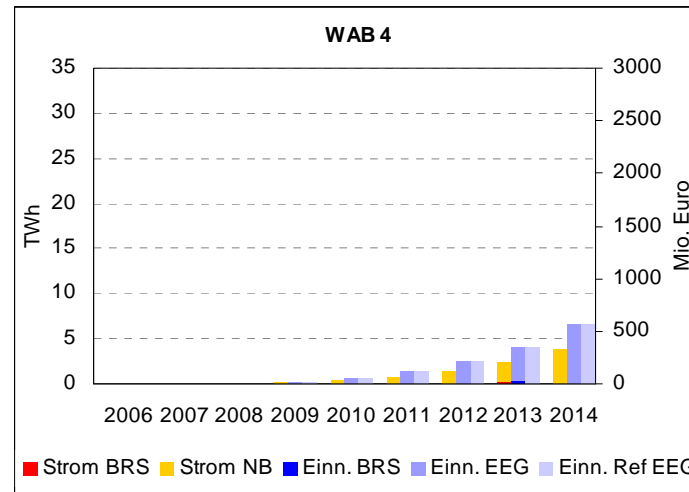
WAB 1:
6,2 ct/kWh



WAB 2:
8,6 - 8,7 ct/kWh



WAB 3:
9,1 - 9,4 ct/kWh



WAB 4:
15 ct/kWh

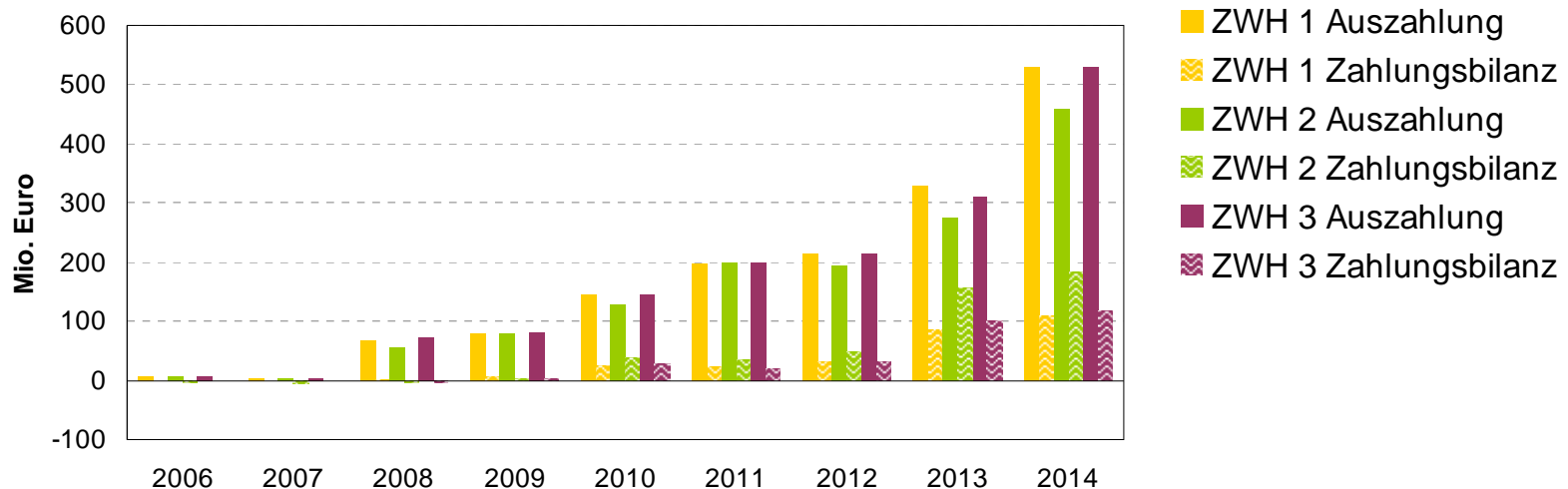
ZWH-Typen - Geschäftsmodelle

ZWH 1: Gewinne und Verluste werden halbiert; Prognosefehler = 0,2

ZWH 2: Garantierter Zuschlag i.H.v. 5 €/MWh zusätzlich zur EEG-Vergütung;
Prognosefehler = 0,15

ZWH 3: Garantierte Auszahlung von 40% der Gewinne; Prognosefehler = 0,2

→ Berechnungen für Vermarktung von Windstrom aus der Vergütungsklasse WAB 1,
Preisfad B



Fazit & Ausblick

- Pilotphase erfolgreich abgeschlossen, Abbildung
 - verschiedener Vermarktungsoptionen, rechtlicher Rahmenbedingungen
 - des Einflusses interner Strukturen der Agenten auf Entscheidungen über Vermarktungswege
- Folgeprojekt gestartet, Laufzeit bis Juni 2012
 - Migration des Modells von dem Simulationssystem Simplex3 auf Repast Simphony
 - Modellerweiterungen: z.B. endogene Börsenpreisermittlung
 - Erweiterung der Vermarktungsoptionen: gleitende Marktprämie u.a.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Kristina.Nienhaus@dlr.de

DLR, Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart

Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

